

# **Informe Sobre El Mercado Energético Global**

**Por Hernán F. Pacheco**

## Índice:

<b>Brasil</b> deja atrás a México y Venezuela en la producción petrolera	4
✓ <i>Brasil concentrado en la Cuenca de Santos</i>	5
✓ <i>Repsol acelera su paso en Brasil</i>	8
✓ <i>Plataformas y servicios petroleros en la ecuación brasileña</i>	10
<b>Perú</b> , licitaciones y más licitaciones	13
✓ <i>Ampliación del oleoducto de crudos pesados</i>	16
<b>Colombia</b> y la Ronda 2010	17
<b>Ecuador</b> , nexo estratégico con China	24
<b>Venezuela</b> ¿Finalmente se seleccionará Carabobo?	27
<b>Bolivia</b> , la mayor inversión en la historia	29
<b>Argentina</b> , YPF reanima el ambiente	32
<b>Uruguay</b> y la nueva vida exploratoria	33



## Brasil deja atrás a México y Venezuela en la producción petrolera



Un giro en la jerarquía petrolera latinoamericana se encuentra en curso, a medida que la creciente producción de **Brasil** dejó al país a las puertas de superar a las potencias petroleras tradicionales de la región: **México** y **Venezuela**<sup>1</sup>. La producción brasileña llegará a 2,43 millones de barriles/día en 2011. En cambio la oferta de México caerá de 3,4 a 2,5 millones de barriles. Venezuela en franco declive, bordea 2,1 millones de barriles.

Las tendencias actuales sugieren que Brasil podría llegar al primer lugar para 2011, a medida que sus campos offshore ultra-profundos comiencen a bombear en los próximos meses. Mientras tanto, México y Venezuela vieron cómo su producción cayó dramáticamente en los últimos años. La alta producción petrolera tradicional hizo que las compañías estatales en esos países se volvieran complacientes a la hora de buscar nuevas fuentes de energía.

El gigante estatal brasileño **Petróleo Brasileiro SA**, responsable de más del 95% de la producción brasileña, produjo poco más de 2 millones de barriles al día en noviembre pasado. Esto, sumado a su producción anual de gas natural y sus operaciones fuera de Brasil, aumenta la producción diaria de Petrobras a cerca del equivalente a 2,6 millones de barriles de petróleo, 5,5% más que hace un año. La tendencia es que la producción de crudo de Brasil siga subiendo, a medida que los yacimientos del pre-sal comiencen a producir. Petrobras estableció una meta de 2,25 millones de barriles por día para 2010 y 2,43 millones en 2011.



Los vientos están soplando en la dirección opuesta en México, que pasó apuros con el declive de la producción y pocos nuevos hallazgos. La producción de crudo de México cayó desde un máximo de 3,4 millones de barriles al día en 2004 a un promedio de 2,6 millones hasta octubre último.

---

<sup>1</sup> The Wall Street Journal, "Brazil Poised To Become Latin America's Oil Powerhouse", (17/12/2009)

## Brasil concentrado en la Cuenca de Santos

Un año atrás, trazar perspectivas para **Petrobras** y el pre-sal brasileño era una tarea un tanto complicada. En el auge de la crisis y de la recesión económica, el sector petrolero enfrentaba un gran pesimismo, más aún con el precio del barril cayendo ininterrumpidamente. En 2010 intervendrán una serie de factores: la demanda y el precio internacional del petróleo, posibles cambios regulatorios, información acerca de los desarrollos en el pre-sal y el nuevo plan de capitalización de la estatal brasileña (el proyecto ya está en marcha y ocurrirá en la primera mitad del año) son sólo algunos de los elementos importante para el presente año.

La estatal posee diversas plataformas que aún no alcanzaron sus picos de producción, como el **P-51 (Marlim Sur)**, la **FPSO Cidade de Niteroi**, la **FPSO Frade** y la **FPSO Espírito Santo**, cuya expansión de las actividades debe repercutir positivamente en la producción de gas y petróleo de la compañía en los próximos trimestres. La incertidumbre, sin embargo, es si las inversiones re-direccionadas al desarrollo de la producción en el corto plazo no fueron disminuidos en función de los esfuerzos para viabilizar el pre-sal. Aunque el enorme potencial del pre-sal ya está incorporado a los papeles de la estatal.

Con respecto al marco regulatorio, las nuevas propuestas, cuyo desenlace deberá ser conocido en el primer semestre de 2010, buscan beneficiar al gobierno en la apropiación del petróleo extraído y fortalecer su peso decisivo en el sector, además de beneficiar a Petrobras, que tendrá el espacio garantizado en la explotación de los importantes descubrimientos. Sin embargo, los riesgos también existen, y por las señales, no son pocos. Una, por ejemplo, es la posibilidad de que Petrobras sea la única operadora en el área, lo que podría “forzar” a la empresa a operar o destinar inversiones muy grandes en proyectos poco rentables. Además, la adopción de un modelo de reparto híbrido, con cobro de royalties, puede resultar en disminución de ingresos y reducción de la rentabilidad de los proyectos.

Al parecer el reparto de la producción aún no quitó el interés de empresas extranjeras en Brasil. Es por lo menos el caso de la francesa **Total**, que aguarda la 11ª Ronda de Licitaciones de la **Agência Nacional do Petróleo (ANP)**. La licitación fue aplazada para inicio de 2010 debido a las dificultades de obtención, por parte del Gobierno Federal, de licencias ambientales. En el área de explotación, **Total** es socia de Petrobras y **Devon** en el campo **Xerelete**, descubierto en el bloque BC-2 de la cuenca de Campos. Las socias aguardan la aprobación de la ANP para la unificación de esa área con el bloque BM-C-14, que tiene sólo a Petrobras y Total como socias. Las dos áreas son de la llamada Ronda Cero, cuando las asociaciones fueron negociadas directamente con Petrobras antes de la primera licitación de la ANP, en 1999.

A pedido de la ANP, el **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)** aplazó para el inicio de 2010 la decisión sobre la realización del 11ª ronda de licitación de bloques de petróleo y gas natural. La agencia pidió el aplazamiento ya que, debido de temas ambientales pendientes, la mitad del área que la agencia quería ofrecer en la subasta no podría ser colocada en disputa. 70 mil kilómetros cuadrados en áreas de explotación en la Cuenca del Solimões tuvieron que ser retiradas<sup>2</sup>. Esta superficie corresponde a la mitad de las áreas puestas en licitación.

---

<sup>2</sup> Estado de San Pablo, “*Decisão sobre 11ª rodada da ANP foi adiada para 2010*” (8/12/2009)



En este año, el segmento petrolero brasileño deberá tener una etapa atribulada. 2010 será de gran trabajo en el pre-sal de la Cuenca de Santos. Petrobras planea perforar 13 pozos en el área, lo que va a implicar una inversión cara, considerando que cada pozo cuesta entre 60 millones y 120 millones de dólares, dependiendo del tipo. Se trata de un número considerable también tomando en cuenta que hasta ahora fueron perforados 16 pozos en todo el pre-sal desde 2006. La compañía ya está produciendo 35 mil barriles de petróleo en el pre-sal, siendo 20 mil barriles por día en **Tupi**, y 15 mil barriles en el campo **Jubarte**, en el **Parque das Baleias**.

Pero Santos es por lejos la estrella del momento, o por lo menos de las próximas décadas. Es allí que están los bloques donde fueron encontrados los mayores volúmenes recuperables de petróleo hasta ahora: **Tupi e Iara** (en el BM-S-11), **Paratí** (BM-S-10), **Carioca** (BM-S-9), **Bem-Te-Vi** (BM-S-8), **Caramba** (BM-S-21), **Júpiter** (BM-S-24) y **Azulão** (BM-S-22, ese último de **Exxon**). Solamente el llamado polo de Tupi va a responder por un 40% de la producción total de Petrobras en 2020, cuando el actual plan estratégico prevé que la estatal estará produciendo 3.92 millones de barriles por día, de los cuales 1.8 millones en el pre-sal. Hasta ahí, la Cuenca de Santos habrá reducido la importancia relativa de la Cuenca de Campos, que hoy es responsable por el 80% de la producción brasileña de petróleo. Las inversiones serán multimillonarias: 18,4 mil millones hasta 2013 y 111 mil millones hasta 2020. Los números de 2010 están siendo revisados y estarán en el plan estratégico hasta 2014, que aún no tiene fecha de divulgación.

Actualmente, Petrobras implementa la llamada "fase cero" de la producción de petróleo y gas del pre-sal de Santos. La producción está siendo realizada a través de un test de larga duración (TLD) en Tupi con la plataforma **Cidade de São Vicente** y de un TLD en Jubarte con a plataforma P-34. La compañía va a intentar anticipar de diciembre a octubre la instalación de un proyecto-piloto de producción en el área, con una plataforma que tendrá capacidad de producir 100 mil barriles de petróleo por día.

Cuando el pilota sea instalado, la plataforma que hoy hace el TLD será desplazada a otra área. Antes de finalizar el año serán iniciadas tres pruebas más de larga duración en Guará,

Paratí y, probablemente, en un área apodada Tupi Nordeste. La localización de esas áreas está en fase de evaluación y podrán ser alteradas. La plataforma que será instalada en Guará, la **Dynamic Producer**, está siendo construida en Singapur y debe comenzar a operar en el primer semestre. Con un programa exploratorio más intenso, el movimiento de navíos en el pre-sal no podía ser pequeño. Hasta 2011, la compañía va a recibir 23 sondas de perforación, que ya fueron contratadas.

Este año Petrobras va a recibir entre seis y siete sondas de perforación y puede alquilar más equipos si el precio fuera adecuado. Éstas van a perforar hasta once pozos de evaluación exploratoria y dos de desarrollo de la producción en el pre-sal en 2010. El número final de pozos dependerá de la cantidad de sondas disponibles.

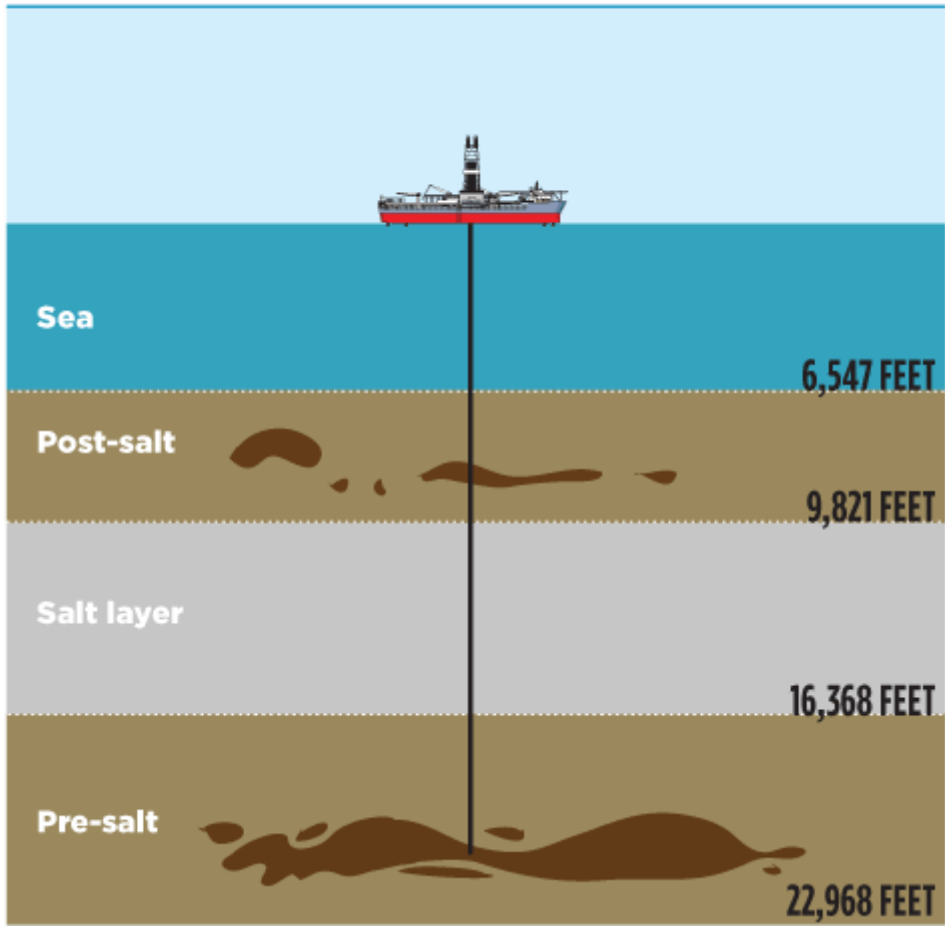
Otro evento importante será el lanzamiento de un gasoducto de 225 km de extensión conectando el piloto de Tupi a la plataforma de **Mexilhão** y de allá para el continente, en **Caraguatatuba** (SP). Inicialmente el piloto de Tupi va a “exportar” 3 millones de metros cúbicos de gas, siendo que el dióxido de carbono (CO) será separado en la plataforma antes de ser enviado. Una parte del CO será reinyectado en el campo para aumentar la producción de petróleo. El proyecto de Petrobras para el gas y el CO encontrado en los campos del pre-sal es un desafío en términos de tecnología. Petrobras quiere evitar la emisión de gas carbónico en la atmósfera.

Petrobras estudia alternativas para aumentar la producción y evitar la emisión de CO en la atmósfera. La primera es la inyección de agua en la reserva, que aumenta el factor de recuperación del petróleo en un 25%. La segunda es la inyección alternada de agua y gas de hidrocarburo (una mezcla de CO y gas) en los pozos. Esa técnica permite un aumento del factor de recuperación del petróleo a un 35%. La otra alternativa prevé la inyección alternada de agua y CO (ya separada del gas), que aumenta a un 45% el factor de recuperación. Petrobras va a utilizar la inyección alternada en la fase 1A del desarrollo de los campos de Tupi, Guará y Tupi Nordeste, prevista para el periodo de 2010 a 2016. El uso de agua y CO puro sólo será posible a partir de 2017, cuando la producción en el polo pre-sal de Santos esté más madura.

Hasta 2016, la empresa planea instalar en el pre-sal de Santos once sistemas de producción de petróleo. El primero es el piloto de Tupi. Las plataformas FPSO que vendrán de después tendrán mayor capacidad de producción. El de Guará, previsto para 2013, podrá producir 120 mil barriles de petróleo, el mismo volumen de la unidad de Tupi Nordeste, prevista para entrar en 2014. A partir de ahí serán instaladas ocho plataformas fabricadas en serie, cada una con capacidad de producir 150 mil barriles por día. Están previstas cuatro para 2015 y otras cuatro para 2016. Juntas producirán casi 1.6 millones de barriles de petróleo por día.

Todo ese petróleo, que corresponde a casi toda la actual producción de Petrobras, será llevado a través de dos navíos (o terminales oceánicas) estacionados en el océano que serán construidos uno para la primera fase y otro para la segunda. Cada uno tiene una capacidad de almacenaje de 400 mil barriles de petróleo.

**PRE-SALT CHALLENGES: DEPTH**



## Repsol acelera su paso en Brasil

Brasil, un pilar estratégico de su crecimiento. La extracción de crudo arrancará en 2010 con un test de producción prolongado en **Guará** (uno de los tres descubrimientos de la española en aguas profundas con **Carioca** e **Iguazú**) de cuatro a seis meses con 20.000 barriles diarios. La producción irá aumentando y en 2012 la previsión es de 100.000 a 120.000 barriles diarios, de los que a Repsol le correspondería en principio un 25%. La producción se multiplicará en unos años cuando los diferentes yacimientos operen a pleno ritmo. Brasil es clave para revertir la caída de reservas de Repsol<sup>3</sup>.

**Antonio Brufau**, presidente de **Repsol YPF** consideró que la petrolera precisará entre 10.000 y 12.000 millones de dólares para desarrollar su proyecto en Brasil en los próximos 10 o 12 años. La actividad de exploración alcanzará los 480 millones de dólares en 2010. El cálculo

<sup>3</sup> El País, "Repsol empezará a extraer petróleo de los yacimientos de Brasil en 2010", (1/7/2009)



del valor de los activos en el país es de 6.000 millones de dólares. El problema es que para obtenerlos, hay que extraer y vender el petróleo en aguas profundas del Atlántico.<sup>4</sup> Y eso requiere, a su vez, una financiación importante: entre 10.000 y 12.000 millones de dólares que puede llegar a 15.000 si se producen hallazgos importantes. En Brasil, Repsol YPF lleva a cabo una intensa campaña de exploraciones. Hasta el momento, la petrolera ha realizado siete grandes hallazgos en los 21 bloques donde la compañía tiene participación.

La plataforma de 228 metros de longitud se tambalea cuando la perforadora de acero en medio del buque ataca las profundidades del Atlántico Sur. Dependiendo de la dureza de las rocas que haya por debajo del lecho marino, puede llevar hasta una hora perforar un solo metro.

Con su tropa de 159 empleados, incluidos ingenieros y otros especialistas, la plataforma petrolera flotante **Stena Drillmax**, una embarcación de 228 metros de eslora y 42 de manga, valorado en 500 millones de euros y construido en 2007 en los astilleros coreanos de Geoje para Samsung, operado por **Stena Drilling**, filial del conglomerado sueco **Stena AB**, es una de las únicas tres plataformas de “*sexta generación*”, que pueden operar en aguas con una profundidad de más de 3.000 metros y perforar hasta una profundidad total de 10.600 metros. La misión del Stena DrillMax I es confirmar las hipótesis de los geólogos y cazar petróleo. Desde que comenzó a prestar servicio para Repsol el año pasado, ya ha proporcionado cuatro descubrimientos en Brasil, dos de ellos en la zona por debajo de la capa salina.



---

<sup>4</sup> El País, “Repsol buscará socios para desarrollar proyectos en Brasil por 6.700 millones”, (15/11/2009)

## Plataformas y servicios petroleros en la ecuación brasileña



La plataforma autopropulsada **Sevan Driller** completó en noviembre pasado pruebas en las costas de China y está en ruta a Brasil para comenzar un contrato de seis años desde 2012 en una tarifa diaria de 445.000 dólares con Petrobras. La empresa tiene otra unidad de perforación en construcción para la estatal brasileña. Sevan Driller está diseñado para incluir las capacidades más avanzadas de perforación en la industria y está basado en una tecnología patentada por la noruega Sevan Marine.

La construcción tomó menos de 30 meses en el astillero chino de **China Ocean Shipping (Group) Co**, o **Cosco Nantong**. El *shipbuilder* chino concedió un contrato llave en mano para **Sevan Brasil** que incluye la obtención del equipo de perforación de **Aker Kvaener** y **Cameron**, que suministrará un *blow-out preventers* (preventores de reventones)<sup>5</sup>.

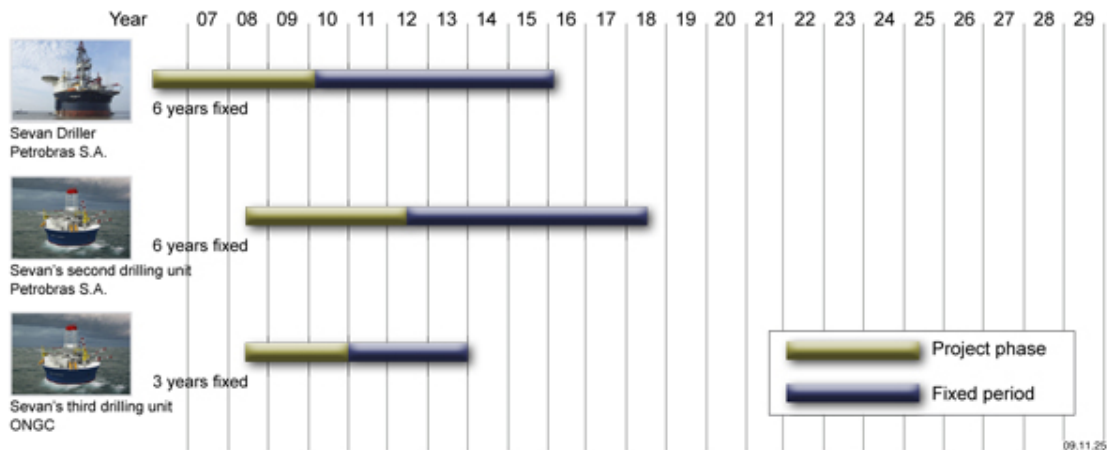
La primera unidad de Sevan Driller comenzará el trabajo en la cuenca de Campos a 360 kilómetros de la costa, a 1.800 metros de profundidad del agua. El taladro de Sevan está equipado con una capacidad interna de almacenaje de hasta 150.000 barriles de petróleo. Con un diámetro de 84 metros, la plataforma puede contener 150 trabajadores y técnicos y operar incluso cuando las temperaturas llegan a 20 grados Celsius bajo cero<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Sistema de Seguridad del Pozo: impedir que los fluidos de las formaciones alcancen la superficie de manera descontrolada

<sup>6</sup> China Daily, “COSCO's drilling rig wins praise”, (6/7/2009)

### Contract Status Drilling Units



Singapur y Corea del Sur son los países líderes en la construcción de plataformas offshore, pero China, un relativo newcomer, ya gana elogios.

**Smith International Inc.** ganó un contrato de Petrobras de entre 80 millones y 100 millones de dólares en ingresos en tres años. Smith dijo que su subsidiaria **PathFinder Energy Services** adquirió el contrato, que incluye activos de perforación direccional de San Antonio

International do Brasil<sup>7</sup>. PathFinder ya trabajó para Petrobras durante varios años. La empresa proporcionará futuras operaciones en una instalación recién terminada en Macae, Brasil.

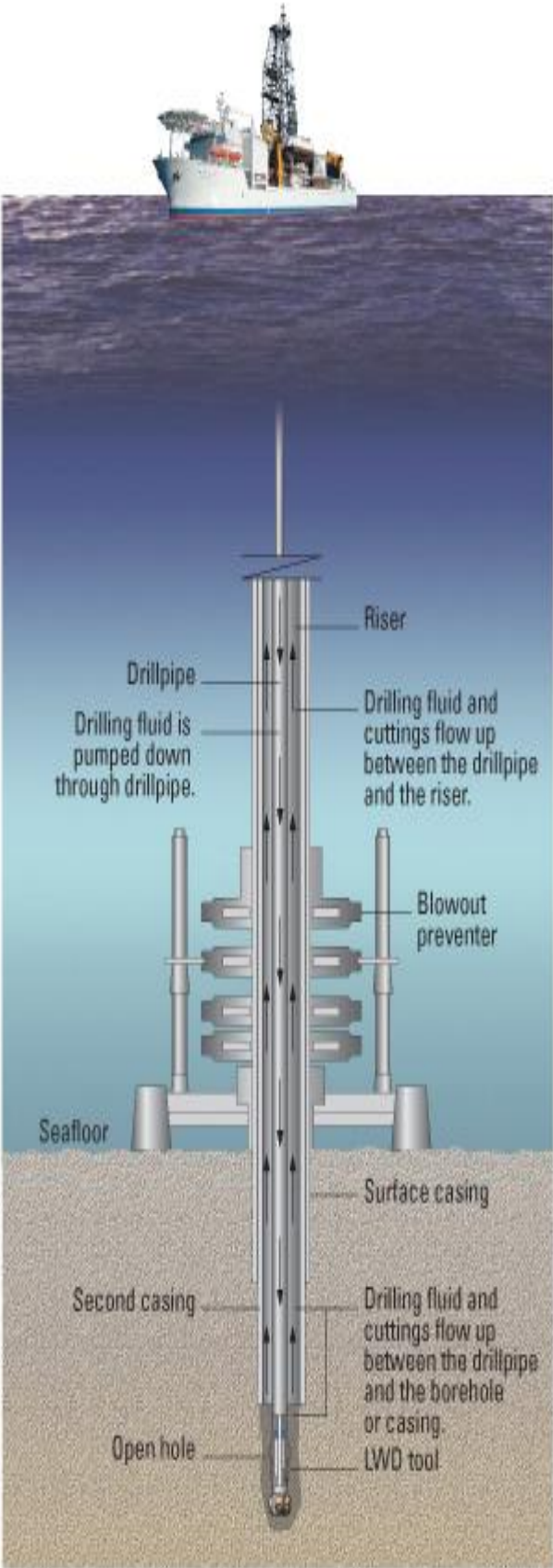
**Weatherford** firmó un contrato con Petrobras en un valor aproximado de 200 millones de dólares para el suministro de equipamientos de *drill pipe riser* (tubería ascendente de perforación). El contrato se extiende de 2010 a 2014<sup>8</sup>. Los equipamientos serán utilizados en campañas de explotación en las cuencas de Campos y de Santos y serán suministradas por la base de Weatherford en Macaé (RJ). El contrato comprende la instalación y operación de las unidades en las sondas. La licitación fue ganada por la empresa el año pasado que ya había suministrado el mismo servicio a Petrobras en un contrato anterior, de 2005 a 2009.



---

<sup>7</sup> Business Week, “*Smith International gets Petrobras contract*”, (5/1)

<sup>8</sup> Upstream Online, “*Weatherford bags Petrobras riser gig*”, (6/1)



## Perú, licitaciones, más licitaciones



respectivamente<sup>9</sup>.

La gran mayoría de lotes que forman parte de esta licitación se ubican en la selva norte y la selva central de Perú y uno o dos en la costa de **Sechura (Piura)**. Para esta licitación no se incluirán lotes en el offshore debido a que hay una serie de trabajos que las empresas operadoras están realizando en estas áreas y que tendrían resultados este año. La inversión en exploración por cada lote se calcula en 50 millones de dólares, aunque los que están ubicados cerca de Camisea podrían demandar una inversión mayor<sup>10</sup>. La perspectiva de inversiones es alentadora en proyectos de exploración y explotación de gas natural, en el **Proyecto Camisea**, la operadora **Pluspetrol Perú Corporation** tiene proyectado invertir, a fin de incrementar las reservas probadas, un total de 576 millones de dólares para el período 2008-2011. Para el Lote 56 tiene programado realizar procesamiento de 150 kilómetros cuadrados de sísmica 3D así como la perforación de seis pozos (tres en **Mipaya**, dos en **Saniri** y uno en **Pagoreni Oeste**, que sumarían una inversión de 175 millones de dólares para los próximos dos años y medio. En el Lote 57, ubicado en la selva sur del país, sus operadores, **Repsol** y **Petrobras**, proyectan invertir en el período 2009-2011, aproximadamente 80 millones de dólares; y el Lote 58, operado por **Petrobras Energía Perú**, se encuentra en el segundo período de la fase exploratoria, la empresa tiene que invertir 98 millones de dólares en el período 2009-2011. Petrobras también invertirá en la campaña de perforación del **bloque X**, ubicado en **Talara**. Planea realizar 2 perforaciones exploratorias y 100 perforaciones de desarrollo en el lote X<sup>11</sup>, ubicado en Piura, que tiene una producción de 16,000 barriles por día.

A mediados de mayo estará lista la primera planta de exportación de gas natural licuado de Perú. El proyecto completo para llegar a 900 millones de pies cúbicos por día es de una inversión en total de cerca de 800 millones de dólares.

Y se lograron importantes hallazgos, como el **Lote 64**, de crudo liviano, por la empresa Talismán, ubicada en la selva norte; los Lotes 57 y 58, de gas natural, en la selva sur. En el Lote 64 fue perforado el pozo **Situche 3X** (actualmente en evaluación), es el más profundo en el Perú (19 mil pies) y el objetivo es comprobar la existencia de reservas comerciales de crudo liviano en la selva norte. En tanto, en el Lote 58 de Petrobrás, se encuentra en evaluación el pozo **Urubamba 1X**, cuyo objetivo es confirmar la existencia de importantes reservas de gas.



<sup>9</sup> La República, "Perú rompe récord en firma de contratos petroleros", (27/12/2009)

<sup>10</sup> Andina, "Perupetro estima lanzar segunda licitación de lotes petroleros en agosto próximo", (15/12/2009)

<sup>11</sup> Business News Americas, "Petrobras invertirá US\$1.000mn hasta el 2013", (11/12/2009)

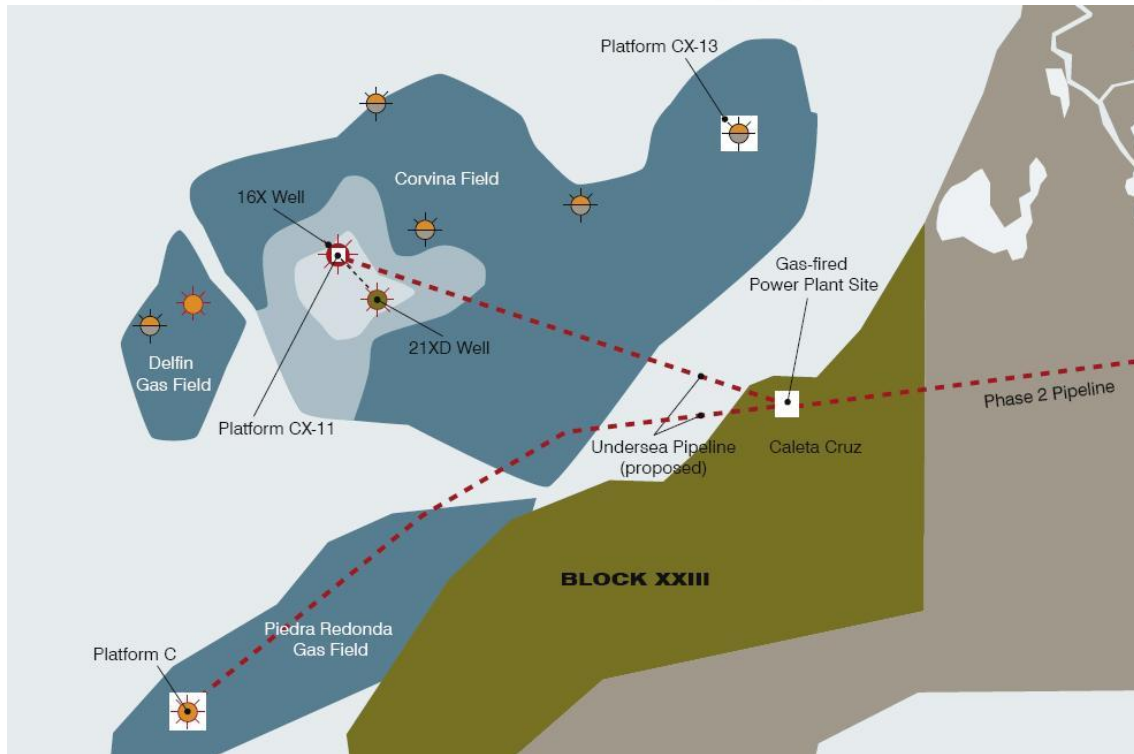
**Repsol YPF** perforó el pozo **Kinteroni 1X** en el Lote 57 y la evaluación del pozo dio resultados positivos descubriendo reservas de gas natural, cuyos volúmenes vienen siendo evaluados. No obstante, extraoficialmente se ha anunciado el descubrimiento de 2 TCF (trillones de pies cúbicos) de reservas de gas natural, como recursos a recuperar. Repsol YPF debe presentar en abril próximo su plan de inversiones para la explotación. El desarrollo comercial de este pozo demandará una inversión de 100 millones de dólares.

En los primeros días de 2010, BPZ Resources anunció que culminó con éxito la perforación del pozo **CX 11-19D** en el campo **Corvina** y del pozo **A-14XD** en el campo **Albacora**, ambos localizados en el lote Z-1 en el noroeste del Perú. El pozo **19D Corvina** fue puesto a producción con una tasa inicial de 1700 barriles de petróleo por día (bpd) y el pozo **A-14XD Albacora** a una tasa de 2300 barriles de bpd .

El pozo CX11-19D fue perforado y completado exitosamente en un área probada no desarrollada del campo de Corvina alcanzando no solo arenas probadas y producidas en otros pozos sino también arenas más profundas aún no probadas que resultaron productivas. El pozo 19D está actualmente produciendo de estas arenas. Durante la perforación de este pozo, se encontró que la formación de Zorritos estaba más levantada que lo esperado. Los registros eléctricos muestran aproximadamente 148 pies de arena neta de petróleo más un adicional de 34 pies de arena neta de gas. La compañía selectivamente ha abierto aproximadamente 100 pies de un total de 148 pies de arena neta estimada de petróleo a fin de probar arenas más profundas, que no habían sido probadas previamente en Corvina. El rendimiento inicial de este pozo será evaluado por un período de tiempo antes de tomar una decisión sobre perforar las otras arenas superiores que muestran tener petróleo.

BPZ Energy, Inc.

El pozo 19D es el sexto pozo de petróleo en la plataforma CX11 y fue cuidadosamente evaluado antes de pasar a la fase de pruebas, a un promedio de 1.700 barriles de petróleo. Si bien los pozos perforados previamente en Corvina experimentaron diferentes declinaciones de su tasa inicial de producción, debido en parte al hecho que fueron completados en diferentes zonas y algunos de los pozos tuvieron problemas mecánicos, todos ellos mostraron inicialmente un típico comportamiento de gas en solución, que puede tener significativas declinaciones en su producción durante el primer año de producción antes de llegar a niveles de producción sostenibles. Sin embargo, las tasas de declinación representativas podrán ser determinadas una vez que se comprenda el verdadero mecanismo de producción del Campo Corvina, para lo cual se necesita continuar con las pruebas de esos pozos iniciales.



El pozo **A-14XD** es el primer pozo de la compañía en el **Campo de Albacora** que fue perforado, probado, completado y puesto en producción antes de terminar el año. El tope de la Formación Zorritos Superior fue encontrado a aproximadamente 9300 pies de profundidad medida (MD), mientras que el fondo de la formación Zorritos Inferior fue encontrada aproximadamente a 14450 pies de profundidad, resultando una sección de aproximadamente 5150 pies de formación Zorritos Superior e Inferior. Los registros eléctricos indican la presencia de múltiples arenas prospectivas a lo largo de toda la sección. BPZ estima que este pozo tiene aproximadamente 100 pies de arena neta de gas rico, y aproximadamente 150 pies de arena neta de petróleo, más una cantidad similar de arenas prospectivas que todavía requerirán mayor evaluación. La Compañía abrió selectivamente un intervalo de aproximadamente 80 de los 150 pies de arena neta de petróleo. El pozo fue después completado y su rendimiento inicial será evaluado por un período de tiempo antes de tomar una decisión sobre si perforar cualquiera de las arenas adicionales de petróleo encontradas en las zonas superiores. El A-14XD fue puesto en una programa inicial de prueba de seis meses a una tasa inicial de aproximadamente 2300 bpd.

El único antecedente previo de producción en Albacora se remonta a los pozos de la Belco perforados en los años 70 que fueron producidos por períodos muy cortos con diferentes niveles de producción y tasas de declinación. El programa de pruebas busca determinar el mecanismo de producción del campo Albacora así como la tasa de declinación estimada para este y futuros pozos. Con la perforación del pozo A-14XD, la Compañía ha cumplido con su compromiso previo de exploración bajo el contrato de licencia del Lote Z-1 y ha entrado ahora a un nuevo período de exploración con un pozo exploratorio de compromiso de acuerdo a lo establecido en el contrato de licencia.

Aunque ambos campos tienen crudo dulce ligero, el grado API del crudo Corvina es 23, mientras que el grado API del crudo encontrado en Albacora es de 37.5. Similarmente, el gas natural encontrado en Corvina es básicamente seco mientras que la campaña de perforación anterior en Albacora mostró que el gas natural es rico en condensados.



## Ampliación del oleoducto de crudos pesados



**Petroperú** retomará este año su proyecto de ampliación del oleoducto para el transporte de crudos pesados (densidad por debajo de 20° API) desde la selva hasta la costa norte de **Perú**, con una inversión de unos 850 millones de dólares. Para esto Petroperú debe suscribir un acuerdo con las productoras del norte como la francesa **Perenco** (Lote 67), la española **Repsol YPF** (Lote 39) y la argentina **Pluspetrol** (lotes 8 y 1AB), a fin de que se garanticen un volumen de transporte por el oleoducto. Perenco debe confirmar sus reservas de crudo y determinar el volumen que producirá, para luego suscribir con Petroperú un acuerdo tipo “*delivery or pay*”<sup>12</sup>.

El oleoducto de la empresa peruana tiene una longitud de unos 850

kilómetros y transporta el crudo que se produce en la cuenca amazónica del Maraón hasta la costa del Océano Pacífico. Un estudio, realizado por la consultora **Mustang Engineering**, determinó que se requería una inversión de 840 millones de dólares para la modernización del oleoducto y recomendó que la ampliación se haga en dos etapas. Primero la instalación de pequeños ductos paralelos a algunas zonas del oleoducto, denominados *loops*, que demandaría una inversión adicional de 50 millones de dólares; mientras que la segunda etapa serían las obras de mejoramiento del ducto principal.

De acuerdo a lo manifestado por las compañías. **Perenco (Barrett)**, **Pluspetrol** y **Repsol** las producciones tempranas del crudo a transportar son los siguientes:

- Pluspetrol (Lotes 8 y 1AB): Estimado total de 46,000 BPD (a fines del 2010 o más tardar a inicios del 2011) lo que implica un incremental de 8,000 BPD respecto a la situación actual.
- Perenco (Lote 67): Estimado de 30,000 BPD (a mediados del 2011)
- Repsol YPF (Lote 39): Estimado 30,000 BPD (a mediados del 2012).

---

<sup>12</sup> El Universal, “Petroperú dice que retomará la ampliación de su oleoducto en el 2010”, (27/12/2009)

## Colombia y la Ronda 2010

El año se inicia con una gran apuesta: la **Ronda Colombia 2010**<sup>13</sup>. Se trata de la oferta de exploración petrolera más grande en toda su historia. Se ofrecerán 168 bloques de exploración en un área total de 51 millones de hectáreas en todas las regiones del país, incluidas zonas marítimas. Se destacan los bloques ubicados en San Andrés y la costa pacífica, específicamente Chocó. Esto sumado a las estimaciones del gobierno que la inversión extranjera en el sector petrolero sobrepasará los 3.500 millones de dólares. En el 2009, la inversión extranjera en el sector petrolero podría alcanzar los 3.400 millones de dólares, liderada por las empresas de Canadá.

La colombiana **Ecopetrol** destinará un 65% de los 6.925 millones de dólares que invertirá en 2010, a exploración y producción de crudo. Se trata del presupuesto de inversiones más alto para alguna firma colombiana en la historia de ese país. La firma planea perforar 13 nuevos pozos exploratorios en Colombia<sup>14</sup>.

La firma destinará 3.558 millones de dólares para incrementar su producción directa de crudo y gas para llevarla a 556.000 barriles diarios equivalente en promedio en el 2010, sin incluir el aporte de las filiales, con un incremento de 12 por ciento frente al 2009. El mayor porcentaje lo destinará en sus operaciones en los **Llanos Orientales**, en el desarrollo de crudos pesados de **Castilla, Chichimene y Rubiales**, así como en los campos maduros de La **Cira-Infantes, Yariguí-Cantagallo y Casabe**<sup>15</sup>.

El total de inversiones lo estima en 1.294 millones de dólares, destinado a continuar con el plan de modernización de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, especialmente, así como el plan de servicios industriales y el de mejoramiento de la calidad de los combustibles.

De la cifra destinada para labores de producción, en el departamento de **Meta** se invertirá el 44,8% con el fin de seguir incrementando la producción petrolera del país, es decir, 1.594 millones de dólares. Esa inversión se destinará para proyectos en los **Llanos Orientales**, específicamente para el desarrollo del programa de crudos pesados en los campos **Castilla**, en el municipio de **Castilla La Nueva; Chichimene**, en **Acacías**; y **Rubiales**, en **Puerto Gaitán**. Al mismo tiempo, de los 400 millones de dólares que se invertirán en proyectos de gas natural, el 70% irá para las plantas de **Cusiana** y **Cupiagua**, en el departamento de **Casanare** y que actualmente surten gran parte de la demanda colombiana.

---

<sup>13</sup> [http://www.rondacolombia2010.com/index\\_lang.php](http://www.rondacolombia2010.com/index_lang.php)

<sup>14</sup> <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=41907&pagID=131892>

<sup>15</sup> Reuters, "Puntos destacados del plan inversiones Ecopetrol Colombia", (11/12/2009)

Plan de inversiones Ecopetrol 2010	
Área de negocio	Monto (millones de dólares)
Exploración	951
Producción	3.558
Refinación y Petroquímica	1.294
Transporte	735
Otras inversiones	387
Total	6.925

Ecopetrol también precisó que la inversión total hasta el 2011 en el Meta será de 3.725 millones de dólares y que en ese mismo lapso se perforarán 417 nuevos pozos de desarrollo y se reacondicionarán 168 pozos para estimular una mayor producción. Adicionalmente, en febrero la petrolera colombiana explorará el pozo **Oripaya-1**, en el **Área Metropolitana de Cúcuta**, con una inversión de aproximadamente 16 millones de dólares<sup>16</sup>. Los trabajos exploratorios se desarrollarán hasta julio y existen esperanzas de que pueda encontrarse reservas de gas.



La canadiense **Gran Tierra Energy** destinará en **Colombia** la mayor parte de sus inversiones en exploración y producción en 2010 (también tiene una activa participación en Perú y Argentina). En total, 129,3 millones de dólares<sup>17</sup>. El crecimiento exponencial en ese país fue impulsado por la exploración y el

descubrimiento del campo Costayaco, uno de los más grandes en Colombia durante la última década. Actualmente posee participaciones en 14 bloques, tres de los cuales se encuentran en plena producción.

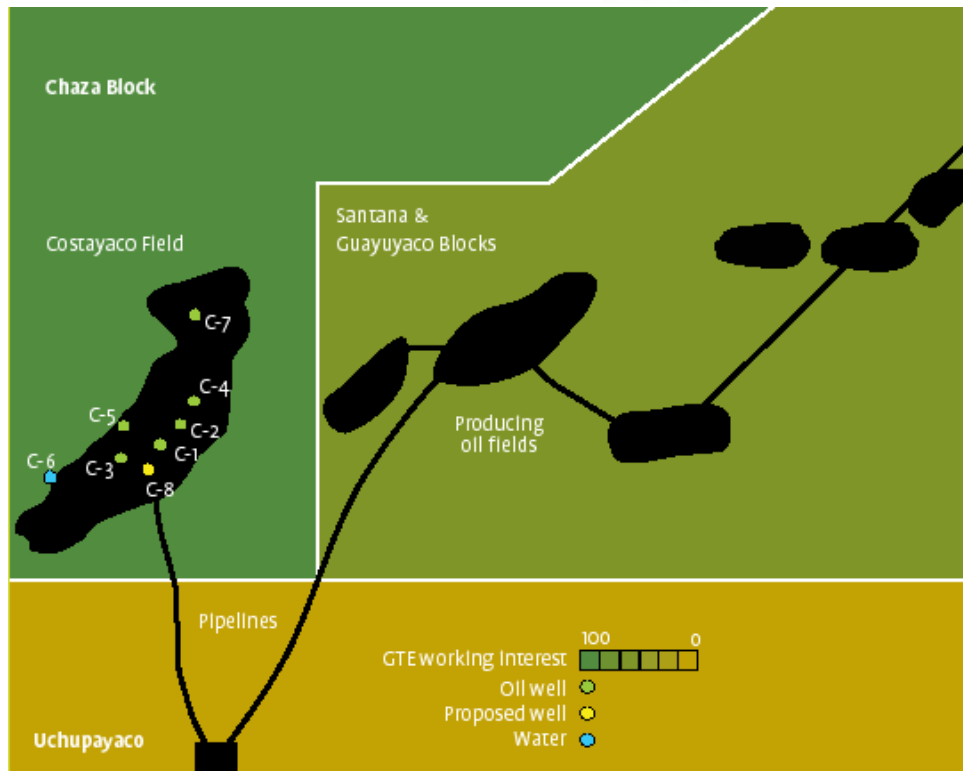
Además, Gran Tierra, con sede en Calgary, planea este año una nueva adquisición sísmica y un pozo de exploración en el bloque **Chaza**. En este bloque, en Putumayo, planea construir una nueva infraestructura en el campo **Costayaco**<sup>18</sup>, la cual incluye las líneas de recolección de crudo, ductos de agua, estaciones de bombeo, tanques de almacenamiento, instalaciones de descarga, inyección de agua y electrificación. En el bloque **Santana**, donde tiene una participación de 35%, mejorará la capacidad de almacenamiento y bombeo y reducirá los costos por transporte entre **Santana** y **Orito**, por 3 millones de dólares.

La producción neta de la petrolera canadiense aumentó en Colombia de aproximadamente 700 barriles diarios en el 2006 a unos 14.000 actuales.

<sup>16</sup> El Tiempo, “Buscan petróleo en el área rural de Cúcuta”, (8/1)

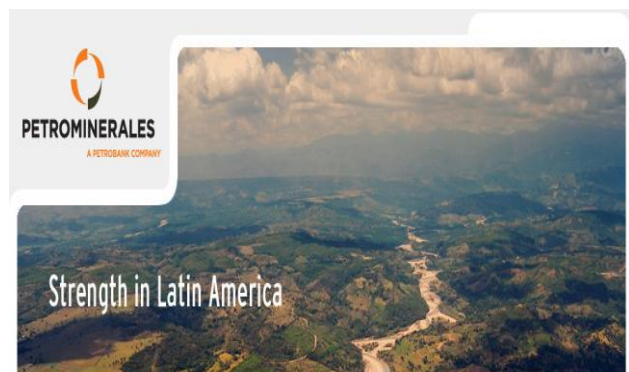
<sup>17</sup> <http://www.grantierra.com/news-archive.html?wnid=128>

<sup>18</sup> <http://www.grantierra.com/news-archive.html?wnid=127>

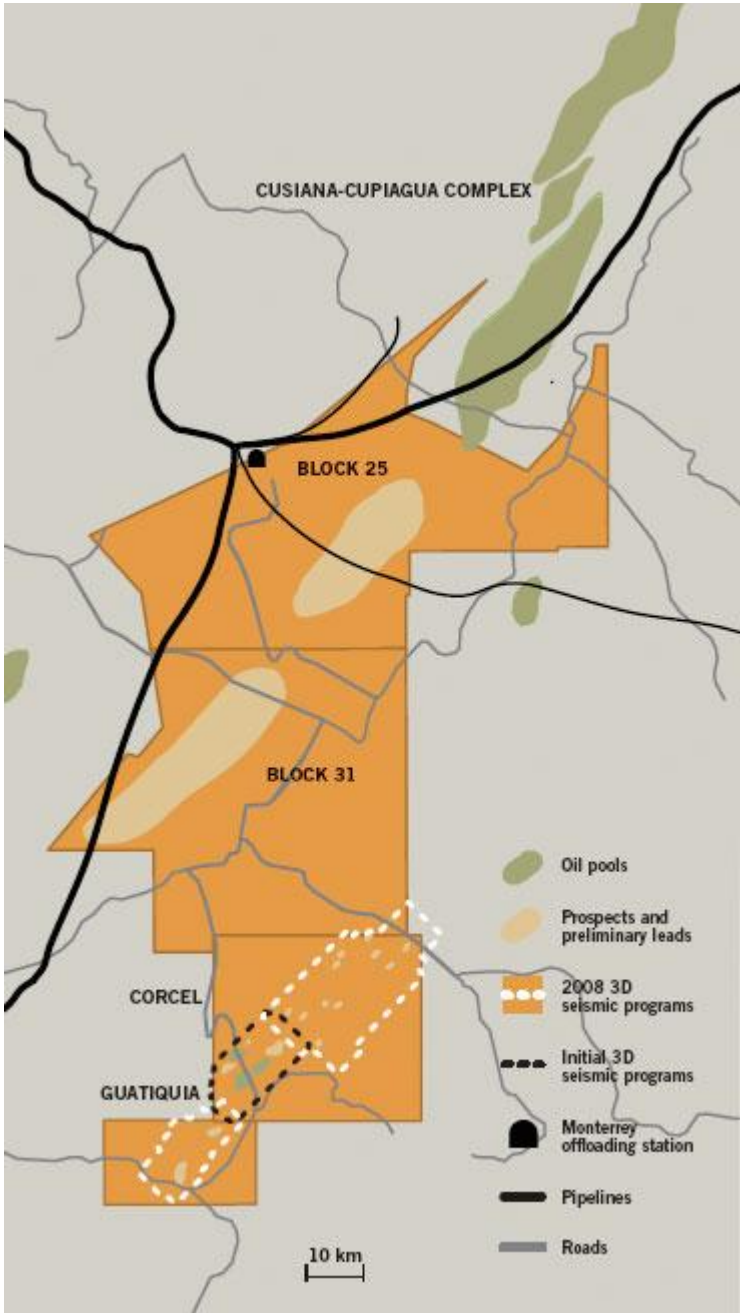


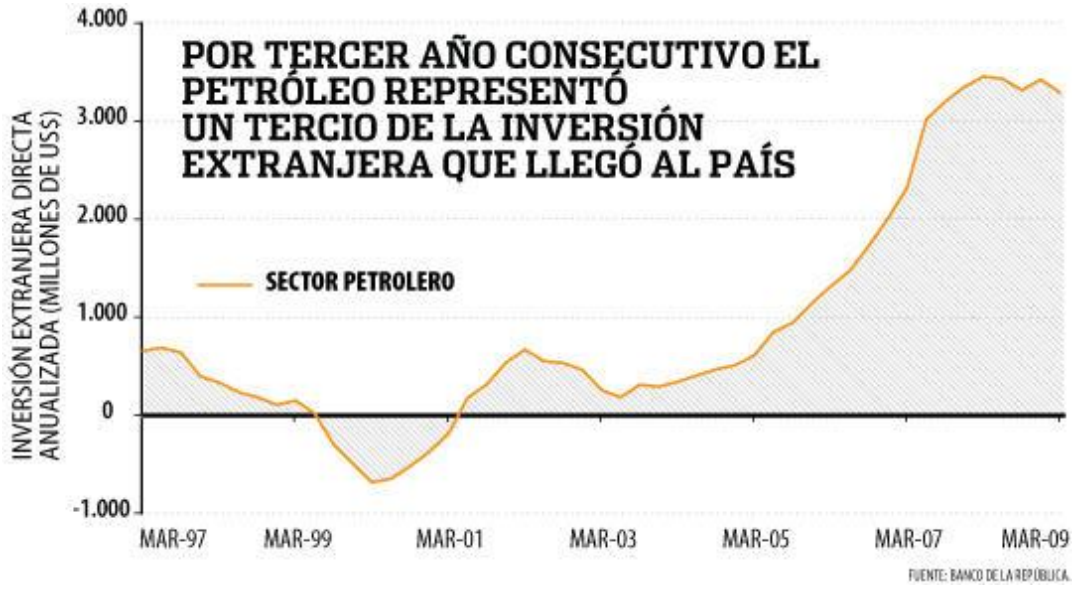
La canadiense **Petrominerales Ltd**, empezó en los primeros días de enero la producción de crudo en su pozo **Candelilla-1**. Este es el segundo pozo que la compañía perfora en su **bloque Guatiquía** en la Cuenca de los Llanos, con una producción de más de 11.500 barriles de petróleo ligero por día (44 grados API), asistido por una bomba<sup>19</sup>. Candelilla añade nueva producción a Petrominerales. Las reservas del hallazgo son prometedoras y similares a los descubrimientos de la compañía en el cercano **bloque Corcel**, cuya capacidad está siendo ampliada a 140.000 barriles diarios.

En el cuarto trimestre de 2009, Petrominerales contabilizó una producción promedio de 24.557 barriles diarios, lo que representó un aumento de 60% frente a igual período del año anterior y uno de 14% en relación con el tercer trimestre de 2009. Los éxitos exploratorios en los **bloques Corcel, Mapache y Neiva** fueron los que impulsaron el crecimiento de 2009.



<sup>19</sup> The Wall Street Journal, "Canada Hot Stocks: Berens Energy, Petrominerales, Mosaid", (4/1)





La canadiense **Pacific Rubiales Energy** espera alcanzar una producción de 225.000 barriles de petróleo equivalente a finales de 2010, así como el desarrollo de tres áreas en el país para aumentar las reservas a entre 400 y 450 millones de barriles<sup>20</sup>. La compañía invertirá 472 millones de dólares en facilidades de producción y la meta para el 2010 es ir a 225.000 barriles de producción bruta. El grupo canadiense opera en la franja de crudo pesado de los Llanos orientales.

El principal cuello de botella en los próximos años es la falta de infraestructura para el transporte de petróleo que se produce en regiones alejadas. Es por esto que **Pacific Rubiales**, que está integrada por ex directivos de la venezolana PDVSA, adquirió los derechos preferenciales sobre la capacidad disponible del sistema de transporte de **Oleoducto Central SA (Ocensa)**, cuyo mayor accionista es **Ecopetrol** (en un pago de 190 millones de dólares por una única vez). El objetivo será transportar por Ocensa, el más grande de ese país, hasta 160 millones de barriles de crudo, por un período de 10 años, a partir del 1 de febrero de 2010<sup>21</sup>.

La nueva tubería **Oleoducto de Los Llanos (ODL)**<sup>22</sup> está dotada con sistemas de seguridad de fibra óptica para detectar intrusos, consta en total de 235 kilómetros y atraviesa cuatro municipios de dos departamentos, a la estación Monterrey en el departamento **Casanare** de Colombia, donde se unirá con el ducto Ocensa. El sistema le permitirá a Colombia explotar a gran escala el famoso campo Rubiales<sup>23</sup>, el cual ha sido el mayor hallazgo de petróleo en ese país en los últimos años, y cuyas reservas probadas y probables ascienden a 397 millones de barriles. Estas reservas son apenas las que se tienen contabilizadas hasta el año 2016, cuando vence el contrato de Pacific Rubiales<sup>24</sup>.

El tema de los crudos pesados en el departamento del Meta luce tan atractivo, que ya varias empresas están buscando nuevos yacimientos muy cerca de Rubiales, atraídos por las mejores condiciones contractuales y las rondas de la Agencia de Hidrocarburos.

---

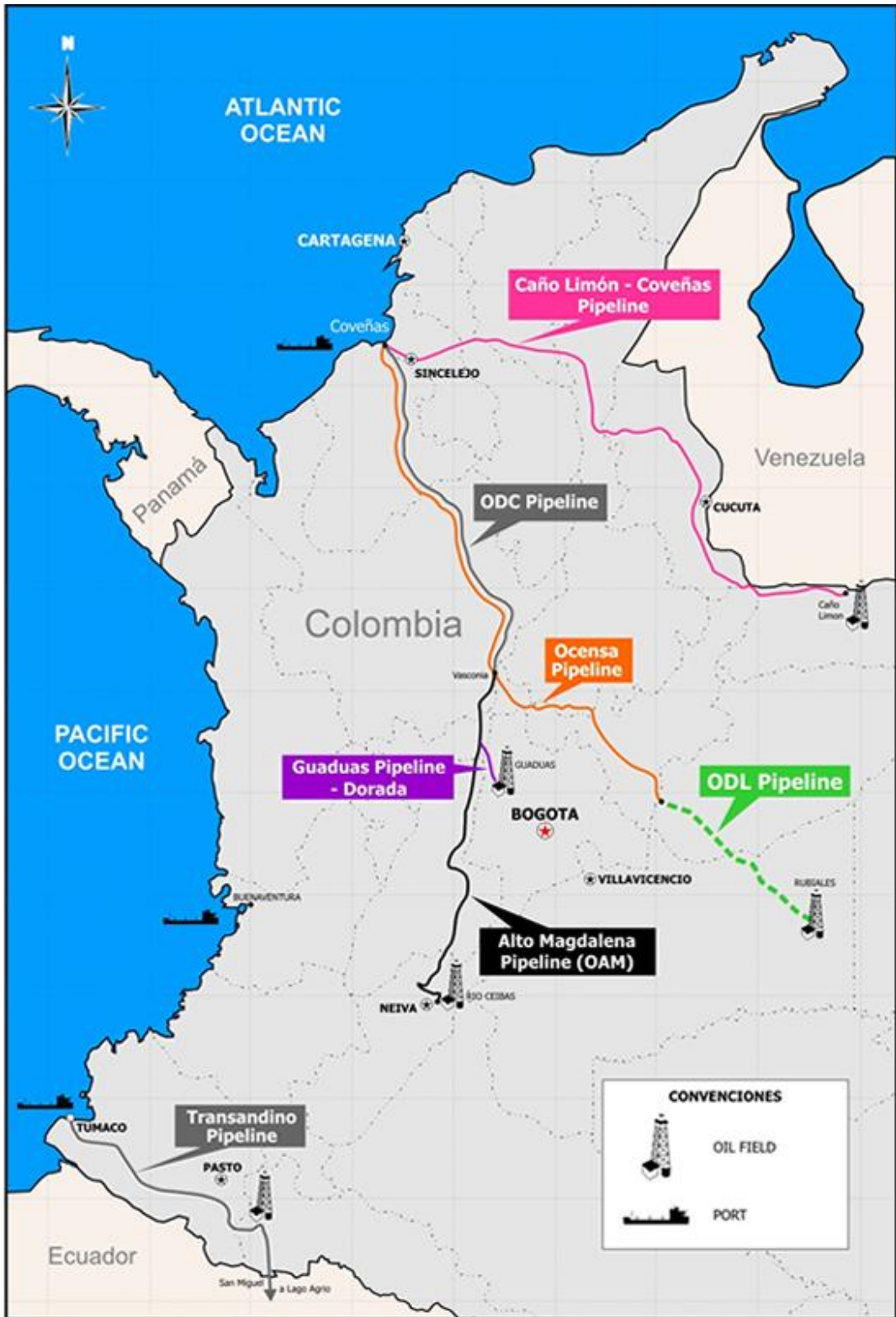
<sup>20</sup> El Colombiano, “*Pacific Rubiales aumentará producción en 2010*”, (16/12/2009)

<sup>21</sup> El Portafolio, “*Pacific Rubiales y Ocensa sellan negocio por US\$190 millones para el transporte de petróleo*”, (11/1)

<sup>22</sup> <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=41907&pagID=131652>

<sup>23</sup> En 1982 cuando la multinacional estadounidense Exxon descubrió el campo Rubiales, localizado en el departamento del Meta, la idea de explotarlo comercialmente no sonaba atractiva debido a la falta de infraestructura para sacar el petróleo, la gran distancia a la que se encontraba desde el centro del país (500 kilómetros) y los continuos problemas de orden público. El campo, para decirlo de alguna forma, se había convertido en una “*papa caliente*”, pues el poco petróleo que en sus primeros años se extraía (menos de 10.000 barriles por día) y que se transportaba en carrotanques por carreteras destapadas, era el botín preferido por la guerrilla que inclusive incendió las instalaciones petroleras en 1998.

<sup>24</sup> El Portafolio, “*Colombia En La Era De Crudos Pesados*”,(14/9/2009)





**Columbus Energy**, empresa de capital estadounidense que entró hace tres años a Colombia. La firma participa actualmente en tres bloques como operador, aunque tiene en total 9 bloques asignados. De ellos, 8 están en los Llanos Orientales y uno en Putumayo. Columbus es filial de **Remora Energy** de Estados Unidos, especializada en servicios petroleros. Los campos asignados a esta compañía tendrán un desarrollo grande en exploración en los años 2010 y 2011. Columbus planea invertir en Colombia cerca de 50 millones de dólares en los dos primeros años de desarrollo de los campos asignados en las rondas de 2008. La compañía tiene ya en producción, **Oropéndula**, un campo de 1.500 barriles diarios de petróleo, en donde continúan las exploraciones.

## Ecuador, nexa estratégico con China

**Petroecuador** trabajará este año con menos recursos de los que esperaba. La inversión programada para 2010 será de 1.727 millones de dólares, una cifra inferior a las expectativas iniciales<sup>25</sup>. Las inversiones para 2010 contemplan el financiamiento para los proyectos de arrastre y para los nuevos de exploración, perforación y facilidades de producción en los campos de la estatal. Se asignaron también recursos para la ejecución de la segunda fase del **Proyecto de Rehabilitación y Repotenciación de la Refinería Estatal Esmeraldas**; los proyectos de almacenamiento de GLP, Zona Sur y de rehabilitación de poliductos y terminales<sup>26</sup>.

Como los recursos asignados no permitirán cumplir con las metas esperadas en la ejecución de proyectos, la empresa trabajará en nuevas alianzas estratégicas para elevar la producción de hidrocarburos. Hasta el momento, la petrolera ha suscrito contratos de este tipo para exploración de hidrocarburos con la empresa **PDVSA**, de Venezuela, y **ENAP**, de Chile. La primera trabaja en la exploración de gas y petróleo en el bloque 4 en la comuna **Campo Alegre**, de la isla Puná y en la mejora de producción del campo petrolero **Sacha**. Los resultados señalan que hay grandes indicios de existencia de gas en el bloque 4, pero lamentablemente este pozo no ha resultado productivo. Allí se realizó la técnica de perforación con un taladro de 1 600 toneladas colocado en mayo pasado.

Mientras la segunda busca yacimientos productivos en un bloque del **Golfo de Guayaquil**. **Petroenap** (empresa conjunta **Petroecuador- Enap**) comenzó en enero a realizar trabajos de exploración con sísmica 3D en el bloque 40 para descubrir gas.

El único bloque que, hasta el momento produce gas, es el campo Amistad, en el bloque 3, concesionado a la estadounidense **Energy Development Corporation (EDC)**<sup>27</sup> Aunque Petroecuador pidió a principios de enero la caducidad del contrato de participación de EDC, filial de Noble Energy. EDC produce 28 millones de pies cúbicos diarios de gas natural en el bloque 3.

El argumento del **Ministerio de Recursos Naturales** dijo que la operadora incumplió con sus planes de inversión e incurrió en reincidencias de infracciones entre 2001 y 2008<sup>28</sup>. Este contrato de explotación de gas natural en el Golfo de Guayaquil, que se utiliza para la generación de energía eléctrica, tiene una vigencia de 25 años desde el inicio de la explotación, que se inició en 2001<sup>29</sup>.

<sup>25</sup> El Telégrafo, "Petroecuador necesitará de más alianzas", (28/12/2009)

<sup>26</sup> El Comercio, "El presupuesto de Petroecuador subió 6,6%", (19/12/2009)

<sup>27</sup> El Universo, "Petroenap buscará gas en el bloque 40", (5/1)

<sup>28</sup> El Universo, "Estatal pidió contrato de caducidad del contrato con EDC", (8/1)

<sup>29</sup> El Comercio, "Petroecuador pidió la caducidad del contrato de EDC en el bloque 3", (7/1)

### Operación de EDC

<p>► <b>Las características</b></p>	
Compañía	EDC
Suscripción del contrato	6 de julio del 1996
Producto	Gas natural
Campo	Amistad
Localización	Golfo de Guayaquil
Producción	28,4 millones de pies cúbicos diarios
Reservas	200 000 millones de pies cúbicos
Duración del Contrato	25 años

► **La ubicación**

Fuente: Dir. Nac. de Hidrocarburos/ Min. de Recursos Naturales No Renovables; EL COMERCIO

## Proyectos para incrementar reservas

Período 2009-2011



Fuente: Petroproducción - Diseño editorial DINERO/FS

La inversión china en Ecuador pondrá sus esfuerzos en el desarrollo del campo petrolero 42, denominado **Oglán**, a través de la constitución de una compañía mixta con **Sinopec**. Es un paso estratégico para el gigante asiático que ya se encuentra trabajando en el corazón del Amazonas. Hacia el nororiente está toda la infraestructura petrolera desarrollada, en su mayoría en manos chinas. Bajo contratos de participación **CNPC** opera el bloque 11, **Petroriental** los bloques 14 y 17, **Andes Petroleum** en Tarapoa.

De ese campo pueden extraerse 800 barriles diarios de crudo pesado de 11,7 API. Los nuevos estudios de prospección se centrarían en perforar más debajo de los 15 mil pies, en el llamado estrato del precretácico, donde los técnicos tienen expectativa de encontrar grandes cantidades de crudo liviano.

1.727 millones de dólares se canalizarán para inversiones, que incluyen aquellas que también realizará **Petroamazonas**, empresa estatal y que maneja el bloque 15, operado anteriormente por la petrolera **Oxy**.<sup>30</sup> El presupuesto de inversiones de Petroamazonas en 2010 se estableció en 474 millones de dólares, mientras que se reconocerán 252 millones por concepto de costos y gastos de operar el bloque. En la carpeta de proyectos de Petroamazonas están **Pañacocha, Pata Norte y Sur, Quinde-Cedros, Tumali** y el desarrollo del **bloque 31**, los cuales demandan 510 millones de dólares en nuevas inversiones.



El proyecto Pañacocha inició su fase de construcción y lleva invertidos cerca de 71 millones de dólares. El campo está localizado a unos 70 kilómetros al este del campo **Limoncocha**, en Sucumbíos. La producción de este campo representará un aporte adicional de 23.000 barriles diarios a los 100.000 en promedio que produce actualmente Petroamazonas. El crudo se espera a finales de 2010 es de 23 grados API.

El financiamiento para los proyectos Pata Norte y Sur, Quinde-Cedros y Tumali se realizará a través de compañías de servicios, mientras que el desarrollo del bloque 31 tiene dos opciones. Si hasta abril de 2010 no se consigue financiamiento de terceros, el Gobierno se comprometió a destinar 100 millones de dólares con recursos de la caja fiscal.

Otro proyecto que puede iniciarse este año es la construcción de una refinería en el Pacífico impulsada por Petroecuador y la venezolana **PDVSA**. La obra estaría a cargo de la compañía surcoreana **SK Engineering and Construction**. Está previsto que el complejo petroquímico se construya en la zona costera ecuatoriana El Aromo, ubicada 10 kilómetros al sur del puerto de Manta, 270 kilómetros al suroeste de Quito. El complejo está pensado para procesar unos 300 mil barriles de crudo diarios<sup>31</sup>.

A mediados de diciembre, la canadiense **Ivanhoe Energy Ecuador Inc.** Perforó el primer pozo en la zona de **Cotundo**<sup>32</sup>. Con esta perforación se iniciaron las primeras pruebas de producción, las cuales aportarán con información sobre el tamaño del yacimiento, características del crudo, calidad y tasas potenciales de producción.

Los resultados de la evaluación pueden estar listos a principios del mes de febrero. La petrolera Ivanhoe asumió las operaciones del bloque 20 en la Amazonia a finales de mayo pasado, aunque la suscripción de contrato para la exploración, explotación y mejoramiento de crudo pesado se realizó el 9 de octubre de 2008. El **bloque 20** podría convertirse en uno de los de mayor producción de Ecuador. Tiene reservas para generar una producción de 120 000 barriles diarios<sup>33</sup>.

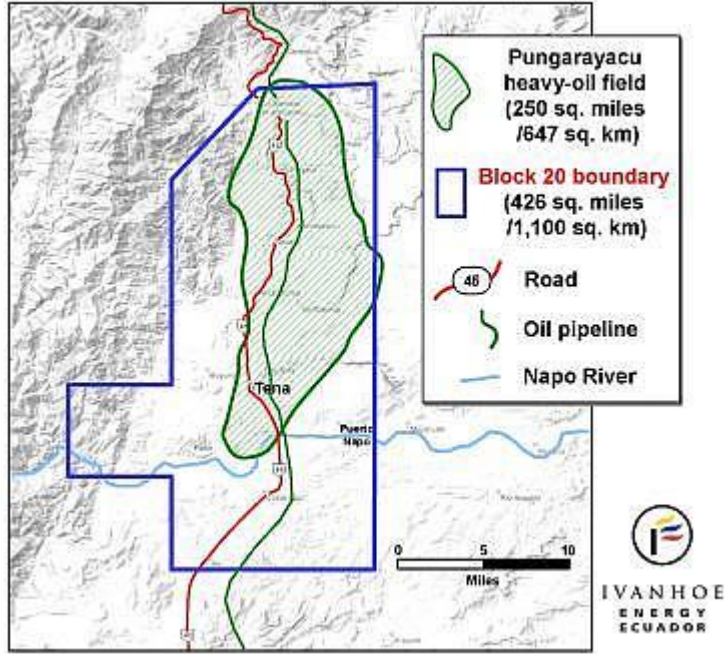
<sup>30</sup> El Comercio, "Petroamazonas se financiará más con terceros", (21/12/2009)

<sup>31</sup> La Hora, "Complejo petroquímico comienza a tomar forma", (6/12/2009)

<sup>32</sup> El Comercio, "La canadiense Ivanhoe perfora su primer pozo", (19/12/2009)

<sup>33</sup> Energy-Pedia News, "Ecuador: Ivanhoe announces world scale status of Pungarayacu heavy oil field", (17/9/2009)

### Block 20 & Pungarayacu oil field, Ecuador



## Venezuela ¿Finalmente se seleccionará Carabobo?



**Petróleos de Venezuela (PDVSA)** prevé realizar inversiones de al menos 16.000 millones de dólares en 2010 (frente a los 15.000 millones del año anterior, del que se ejecutaron alrededor del 70%), parte de los cuales estarán destinadas al proyecto ruso-venezolano de explotación conjunta en la **Faja del Orinoco**<sup>34</sup>. En particular, PDVSA pretende aumentar los gastos en su segmento downstream para un muy necesario mantenimiento en el 2010. Uno de los proyectos prioritarios será el bloque Junín 6 de la reserva de hidrocarburos de la faja donde esperan producir 450.000 barriles diarios de crudo para 2012. A principios de 2010 se hará, finalmente, la ronda de licitación para la selección de socios extranjeros en la explotación del área de Carabobo en la Faja del Orinoco. A pesar de la reciente devaluación de

---

<sup>34</sup> El Universal, “Pdvs a anuncia inversiones por \$16.000 millones en 2010”, (14/10/2009)

su moneda local en cerca de 50%, la licitación sigue en pie. Si bien la medida probablemente moleste a algunos de sus seguidores, debido a que las importaciones se harán más costosas, el Gobierno venezolano recibirá el doble de bolívares por cada barril de petróleo vendido.

Además, Venezuela anunció recientemente que había firmado con China un acuerdo petrolero que exigirá al gigante asiático inversiones de 16.000 millones de dólares hasta 2012. Al menos durante 2008, Venezuela vendió a China casi el 100% de su producción de fuel oil, que la estatal PDVSA estima en 250.000 barriles diarios. De ese modo, se convirtió en el cuarto proveedor más importante de combustible de Pekín<sup>35</sup>. El país caribeño exporta a la nación asiática 500.000 barriles de petróleo por día, en promedio, aunque se comprometieron a incrementar esta cifra en otros 130.000 barriles por día. De esta forma en 2010 el país vendería hasta 630.000 barriles de petróleo diario a la nación asiática<sup>36</sup>.

**Beijing y Caracas** acordaron la conformación de dos nuevas empresas mixtas, con participación de **PDVSA** y **Petrochina**. La primera de ellas se encargaría de administrar la explotación de hidrocarburos en los bloques Junín 8 de la Faja y tendría como meta la producción de 200.000 barriles diarios de crudo extra-pesado. La segunda establecerá un centro de refinación en el municipio **Cabruta**, ubicado en el Estado llanero de **Guárico**<sup>37</sup>. Por otra parte, el grupo francés Total invertirá conjuntamente con PDVSA 25.000 millones de dólares para explotar el bloque Junín 10 de la Faja.



Las empresas petroleras rusas lograron condiciones favorables en el convenio energético suscrito por **Venezuela** y **Rusia**, a finales de 2009, para reforzar su presencia en el mercado estadounidense. No sólo para el desarrollo del bloque **Junin 6** de la faja, sino también amarró un acuerdo de venta de petróleo y productos por parte de PDVSA a una de las compañías del consorcio ruso (integrado por **Gazprom**, **Lukoil**, **TNK-BP**, **Rosneft** y **Surgutneftegaz**). También el acuerdo firmado contempla la creación de una empresa mixta que prevé producir hasta 450 mil barriles diarios de crudo extra-pesado en el bloque Junín 6 de la Faja y ordena al Estado venezolano a otorgar al consorcio ruso los incentivos fiscales que requiera para una operación comercial favorable.

El acuerdo incluyó la posibilidad del desarrollo de actividades de la empresa mixta en los bloques Junín 3, Ayacucho 2 y Ayacucho 3 de la faja, lo que superaría en más de 450 mil barriles la producción entre la estatal venezolana y Rusia.

Las licitaciones de los campos de la faja se pospusieron varias veces sin mayores explicaciones; y la noticia del descubrimiento de un gigantesco campo de gas cerca de la península de **Paraguaná** por parte de **Repsol**, y que Venezuela habría ofrecido a varias empresas internacionales, mediante el pago de un bono en efectivo, la posibilidad de participar

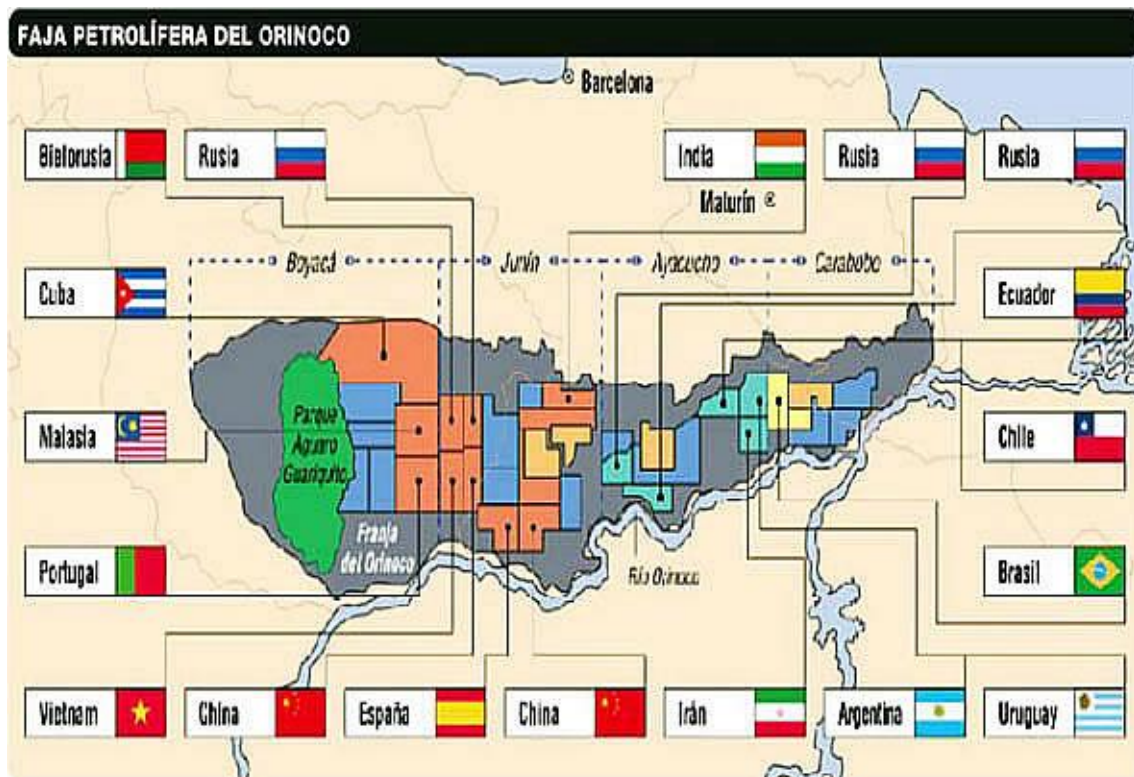
<sup>35</sup> El País, "Venezuela y China abundan en sus relaciones tras firmar 11 acuerdos", (24/12/2009)

<sup>36</sup> El Universal, "Venezuela prevé exportar a China 630.000 barriles de petróleo al día", (22/12/2009)

<sup>37</sup> The Wall Street Journal, "Venezuela, China Sign Oil Deals", (19/12/2009)

en la explotación del **Campo Mariscal de Ayacucho** en Sucre, confirmarían esta tendencia; aunque aún estaría por resolverse la exigencia de vender localmente a precio regulado la mitad de la producción esperada, cosa que por lo demás hizo que Petrobras se retirara.

En otras palabras, el gobierno se estaría inclinando por negocios en los cuales las transnacionales le paguen por adelantado grandes cantidades de dinero, extendiendo así el proceso de venta a futuro de petróleo, iniciado con China, pero quizás a cambio de montar empresas donde el control efectivo no sea de Pdvsa, como estaba inicialmente planteado.



## Bolivia, la mayor inversión en la historia

El plan de **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)** 2010-2015 se proyecta como la más grande de todas las inversiones que se realizaron en la historia de la estatal boliviana, 11 mil millones de dólares que serán financiados 50% de parte de las petroleras extranjeras y la otra mitad de parte de YPFB. **Bolivia** conocería en la segunda mitad del 2010 un nuevo cálculo de sus reservas de gas, tras la firma a fines de diciembre de **YPFB** con la estadounidense **Ryder Scott** para que las cuantifique y certifique. Bolivia mantiene como vigente un informe del 2005 de la también estadounidense **DeGolyer & MacNaughton** que le otorga reservas probadas ascendentes a 26,7 billones de pies cúbicos (TCF) de gas; la segunda reserva de la región detrás de Venezuela.

Para el presente año, YPFB Corporación y las empresas petroleras invertirán 1.416 millones de dólares en toda la cadena productiva de los hidrocarburos. De esa cifra, YPFB y sus subsidiarias invertirán 652 millones de dólares y las empresas petroleras privadas 763 millones

de dólares<sup>38</sup>. El grueso de las inversiones correspondientes a las petroleras privadas, además de las que realicen las nacionalizadas **YPFB Andina** e **YPFB Chaco**<sup>39</sup>, estará en mantenimiento de producción (gas natural y líquidos) y desarrollo de campos. Sólo una pequeña parte se destinará a trabajos de exploración.

YPFB apuesta a incrementar en 2010 la producción de gas natural con seis megacampos, donde hay evidencia de la existencia de importantes reservas, pero que aún no fueron desarrolladas<sup>40</sup>. Este año serán desarrollados los campos **Margarita** y **Huacaya** en el bloque **Caipipendi**, operado por **Repsol-YPF**<sup>41</sup>; **Ipati** y **Aquí** a cargo de la francesa Total, además del campo Sábalo operado por Petrobras. Esta última empresa también hará mantenimiento de producción en el campo San Alberto. La empresa hispano-argentina Repsol-YPF, la brasileña Petrobras y la francesa Total SA concentran el 66,4% (507 millones de dólares) de las inversiones comprometidas para este año.

La proyección para este año es incrementar la producción de gas natural hasta un volumen aproximado de 44 millones de metros cúbicos (mmcd), de un promedio actual que varía entre 41 y 42 mmcd. Asimismo, se prevé que la producción de petróleo aumente alrededor de 41 mil barriles por día a más de 48 mil. Con este propósito, Yacimientos también suscribió varios acuerdos en 2009 con las empresas operadoras como **Petrobras-Bolivia**, **Repsol YPF**, **Andina S.A.**, **BG Bolivia**, **Total**, **Petrobras Energía**, **Mat Petrol**, **ORCA**, **Canadian**, **Plus Petrol**, **Chaco**, **Vintage** y **Don Wong**. YPFB tiene previsto invertir más de 3.000 millones de dólares en los próximos cinco años para desarrollar los seis campos gasíferos ya mencionados.

En el presupuesto 2010 se contempla una inversión para la planta de separación de licuables en el campo Río Grande sí será instalada este año<sup>42</sup>. La planta servirá para extraer los líquidos del gas que Bolivia exporta a Brasil y emplearlos en la producción de otros combustibles (gasolina y GLP).

La búsqueda de reservas en **Sararenda**, en el campo **Camiri** se hará efectiva YPFB y su filial **YPFB-Andina SA** invertirá 55 millones de dólares para el primer pozo exploratorio. Con la meta de llegar a 4.800 metros de profundidad y alcanzar la formación Huamampampa, la perforación del pozo exploratorio comenzará el 10 de abril de 2010 para concluir en enero de 2011<sup>43</sup>. Las reservas que se pueden hallar llegarían a 1,2 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural y 34 millones de condensado.

**YPFB Petroandina** programa la perforación exploratoria en el norte de La Paz para fines del 2010 y piensa iniciar operaciones el 2011. Después de un año de trabajo exploratorio en el **bloque Lliquimuni**, YPFB Petroandina decidió adelantar su cronograma y duplicar la inversión programada de 45 millones a 93 millones de dólares. Lliquimuni fue elegido debido a la existencia de información anterior sobre pozos secos y descubrimientos de petróleo sin relevancia comercial en la zona.

YPFB Petroandina perforará su primer pozo denominado **Timboy** en el bloque chaqueño **Aguaragüe Sur "A"**, a partir del segundo trimestre de este año. Para este propósito experimental del nuevo pozo, YPFB Petroandina tiene un presupuesto de hasta 50 millones de dólares.

<sup>38</sup> La Razón, "¿\$us 763 millones garantizarán gas para los mercados?", (11/1)

<sup>39</sup> La Petrolera Chaco SA fue creada en abril de 1997 y capitalizada en 1996 por la estadounidense Amoco Petroleum por \$us 306,7 millones. En mayo de 2008, el Gobierno asumió por decreto supremo como socio mayoritario.

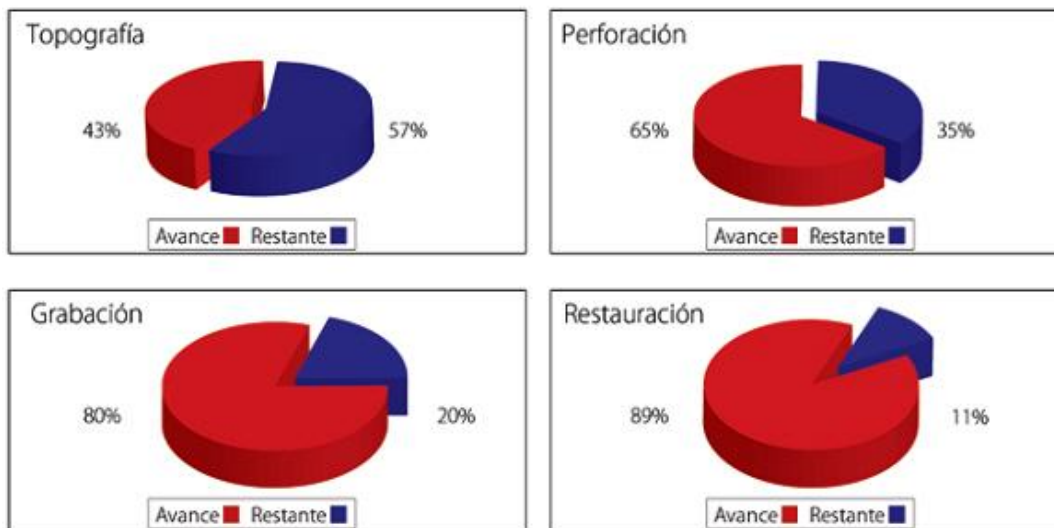
<sup>40</sup> Hidrocarburos Bolivia.com, "YPFB ampliará producción de 6 megacampos de gas", (6/1)

<sup>41</sup> La inversión de 1.500 millones de dólares comprometida por Repsol YPF asegura la producción del volumen suficiente de gas natural para cumplir con el mercado argentino.

<sup>42</sup> La Razón, "El próximo año construirán la planta separadora del campo Río Grande", (

<sup>43</sup> Opinión, "Invertirán \$us 55 millones para exploración petrolera en Camiri", (8/9/2009)

## AVANCES DEL PROYECTO LLIQUIMUNI SISMICA 2D AL 30 DE JUNIO DE 2009



### Las inversiones petroleras previstas para esta gestión



#### Inversión de empresas petroleras que firmaron contratos de operación con el Estado

■ Repsol-YPF	\$us 239 millones	Desarrollo de campos (Margarita, Huacaya)
■ Petrobras	\$us 204 millones	Mantenimiento de producción (San Alberto) y desarrollo de campo (Sábalo)
■ YPFB Andina	\$us 107 millones	Mantenimiento de producción y exploración (Sararenda)
■ YPFB Chaco	\$us 87 millones	Mantenimiento de producción y exploración (Vuelta Grande)
■ Total Exploration Production Bolívia	\$us 64 millones	Desarrollo de campos (Ipati, Aquio)
■ Pluspetrol	\$us 18 millones	No se especifica
■ PESA (Petrobras Energía SA)	\$us 7 millones	No se especifica
■ Vintage	\$us 2,5 millones	No se especifica
■ Matpetrol	\$us 0,5 millones	No se especifica
■ Otras empresas	\$us 34 millones	No se especifica

#### Inversión de YPFB Corporación y subsidiarias

■ YPFB Casa Matriz	\$us 121 millones	159 mil conexiones de gas domiciliario
■ YPFB Casa Matriz	\$us 18 millones	30 estaciones de servicio
■ YPFB Casa Matriz	\$us 4 millones	Exploración (Itaguasurenda)
■ YPFB Casa Matriz	\$us 2 millones	Construcción del edificio de la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización (Villamontes-Tanja)
■ YPFB Petroandina SAM	\$us 197 millones	Perforación de pozo exploratorio Timboy (bloque Aguarague Sur "A") y trabajos de sísmica y geología de superficie en los bloques Inau, Iniguasu, Aguarague Sur "B" y Lliquimuni.
■ YPFB Transporte + YPFB Logística	\$us 163 millones	Expansión sistema de transporte de líquidos, construcción de nuevos gasoductos
■ YPFB Logística	\$us 29 millones	Mejoramiento en abastecimiento de carburantes
■ YPFB Refinación	\$us 48 millones	Ampliación de refinerías (Gualberto Villarroel, Guillermo Elder Bell) y construcción de una nueva (occidente del país)
■ Otras inversiones	\$us 70 millones	No se especifica



## Argentina, YPF reanima el ambiente

La argentina **YPF** invertirá 500 millones de dólares en 2010 en el contexto del programa de exploración de cinco años, que abarcará el período 2010-2014. Se propone conocer el potencial de reservas de petróleo y gas del país para las próximas tres décadas. No sólo en las 21 áreas concesionadas a la empresa, sino en los 250 bloques que aún no fueron concesionados por la Nación o las provincias y en los 163 en manos de otras compañías, muchas de las cuales no invierten por falta de capitales o equipamiento.

Hasta marzo de este año, la empresa entablará conversaciones con las provincias (que son las dueñas de las reservas petroleras) para interesarlas en el proyecto. En caso positivo, YPF hará presentaciones del tipo iniciativa privada: invertirá en la exploración y cuando el área se licite tendrá ventaja en la licitación. El segundo paso, a partir de marzo, dura 24 meses, y es la etapa de recopilación de la documentación existente sobre cada área, su análisis y, luego, las exploraciones en 2D y 3D, más la sísmica. Para hacerlo, dividirán a Argentina en 3 grandes áreas, de 8 provincias cada una.

El programa incluye completar el análisis integral del Mar Argentino. A poco de comenzar 2010, las operadoras están en condiciones de realizar los primeros análisis y estimaciones producto de las actividades que desarrollaron. Pan American finalizó la etapa exploratoria, avanza en la interpretación de los datos geofísico y planifica la futura perforación de pozos. Los datos obtenidos del “*barrido*” realizado en las aguas de la Cuenca del Golfo San Jorge durante los meses de agosto y septiembre pasado, están siendo procesados. La tarea demandará poco más de diez meses si se tiene en cuenta que se realizó una radiografía del subsuelo marino de un área de 1.700 km<sup>2</sup>. En el proyecto Aurora, después de 30 años, una empresa volvió a perforar offshore en el golfo San Jorge. El proyecto contempló en una primera etapa la perforación de 4 pozos verticales.

La compañía saldrá a buscar petróleo y gas en la **Cuenca de Malvinas**, a 289 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego, operación en la cual, en su fase inicial, se destinará una inversión de aproximadamente 100 millones de dólares y será a partir del segundo semestre de 2010. La operación estará a cargo de YPF, que tendrá 33,5% del consorcio junto a **Pan American Energy** (33,5%) y **Petrobras** (33%).

Petrobras se adjudicó a principios de diciembre dos áreas de exploración de hidrocarburos en la provincia argentina de Neuquén, en las áreas Borde de Limay y Los Vértices. Para el caso de Borde de Limay, que tiene una extensión de 368 kilómetros cuadrados, Petrobras Energía comprometió una inversión inicial de 4,5 millones de dólares para los próximos cuatro años; e implica la perforación de 2 pozos a 800 metros y de 100 kilómetros cuadrados de sísmica 3D junto con otros procesamientos. En Los Vértices, de 59 kilómetros cuadrados de extensión, el monto comprometido es de 2 millones de dólares para el mismo período; e implica la perforación de 1 pozo a 800 metros y adquisición sísmica 3D que cubre la totalidad del bloque<sup>44</sup>.

Occidental Argentina (OXY) desarrollará la explotación “Sur Piedra Clavada”, en la provincia de Santa Cruz. Esto permitirá a la empresa un mejor precio en boca de pozo y a la provincia mejorar las regalías sobre dicha producción. Se trata de yacimientos cuya explotación requiere la aplicación de alta tecnología y cuyo costo de producción es, por lo tanto, más alto que en otros reservorios.<sup>45</sup>

<sup>44</sup> Río Negro On Line, “Petrobras se adjudica dos áreas neuquinas para explorar hidrocarburos”, (30/11/2009)

<sup>45</sup> Rigzone, “Argentina Okays 'Gas Plus' Sales for Oxy”, (4/1)

## Uruguay y la nueva vida exploratoria



**Petrobras** iniciará este año los estudios sísmicos previos a la exploración de hidrocarburos en aguas profundas de Uruguay, que están ubicados a más de 60 kilómetros de la costa. Petrobras, con el 40%, integra un consorcio con la argentina **YPF** (40%) y la portuguesa **GALP** (20%), que se adjudicó las concesiones para explorar dos áreas en aguas profundas frente a las costas de Punta del Este. Es en esta Cuenca que **Chevron** encontró rastros de gas y petróleo en dos pozos realizados en 1976, (**Lobo y Gaviotín**), aunque no prosperó por considerar que desde el punto de vista comercial no era rentable su extracción.

La inversión inicial de las empresas privadas es de 80 millones de dólares. Al descubrir petróleo las inversiones serán de mayor valor. La concesión es por 8 años, 4 para estudios, dos años para efectuar 2 perforaciones ídem, en los 2 años siguientes. El riesgo de exploración es privado de encontrarse petróleo/gas Ancap participará en porcentajes definidos en la explotación.<sup>46</sup>

El problema es que se trata de áreas totalmente desconocidas, sobre las que hay pocas informaciones. Uruguay sigue siendo considerado zona de riesgo por el mundo petrolero, ya que todo país que no tenga yacimientos conocidos es catalogado de esa manera. De todas maneras, los estudios geológicos realizados fueron promisorios y, por otro lado, la Cuenca Pelotas que se ubica en aguas rochenses es la parte uruguaya de la cuenca petrolera del mismo nombre que ya está explotando Brasil y de donde se surte de gas y petróleo.

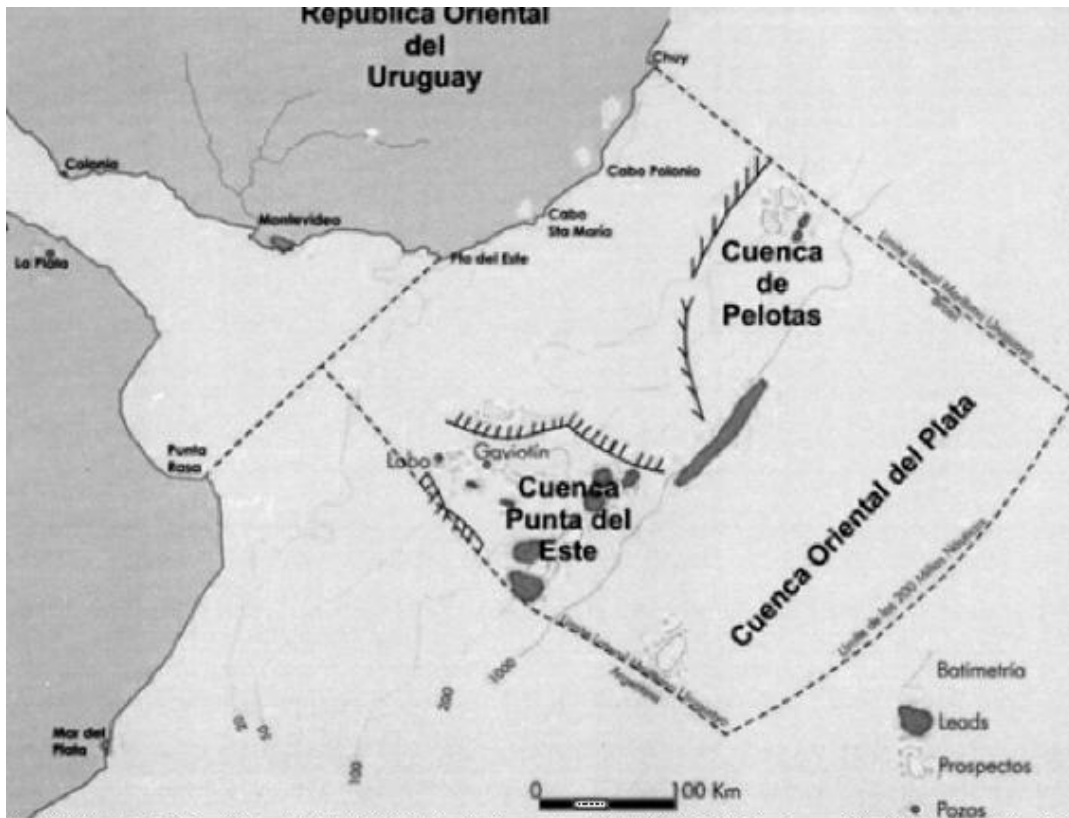
Ancap seguirá trabajando en los bloques no asignados realizando estudios que enriquezcan el conocimiento sísmico, con la finalidad de otorgarles un mayor valor. El nuevo gobierno uruguayo definirá si se llama a una nueva Ronda para explotar los nueve bloques que continúan libres.

Por su parte, la estadounidense **Schuepbach Energy** explorará gas de esquisto con Ancap. Las áreas elegidas cuentan con una superficie de 9.000 kilómetros cuadrados y se ampliará a la cuenca de la Laguna Merín y la del Río Santa Lucía.<sup>47</sup> La inversión a realizar para una exploración en tierra es ligeramente inferior a la necesaria para realizar una exploración en el mar. Schuepbach Energy, con sede en Dallas (Texas), se dedica a la exploración, investigación y

<sup>46</sup> Upstream on line, "Duo to explore offshore Uruguay", (22/10/2009)

<sup>47</sup> Upstream on line, "Uruguay and Schuepbach team up", (23/10/2009)

explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos naturales, líquidos o gaseosos.



EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a [hernan.pacheco@enerdossier.com](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)